

特低渗油藏 CO₂ 驱气窜规律研究

韦琦^{1,2,3}, 侯吉瑞^{1,2,3*}, 郝宏达^{1,2,3}, 宋兆杰^{1,2,3}

1 中国石油大学(北京)提高采收率研究院, 北京 102249

2 温室气体封存与石油开采利用北京市重点实验室, 北京 102249

3 中国石油三次采油重点实验室低渗油田提高采收率应用基础理论研究室, 北京 102249

* 通信作者, houjirui@126.com

收稿日期: 2017-11-07

摘要 本文借助室内岩心驱替实验, 分析了在储层温度和压力下特低渗油藏 CO₂ 驱替过程中的生产特征与气窜规律, 同时研究了注入压力和非均质性等因素对 CO₂ 驱气窜规律的影响。实验结果表明, 特低渗油藏 CO₂ 驱油过程可细分为 3 个阶段: 无气采油阶段、见气阶段和气窜阶段。其中, 见气阶段的产油量对 CO₂ 驱采收率的贡献最大, 是提高采收率的关键阶段。保持地层压力, 改善储层非均质性, 抑制注入气体的窜逸, 尽可能延长 CO₂ 驱的见气阶段, 是特低渗油藏 CO₂ 驱提高采收率的有效途径。

关键词 特低渗油藏; CO₂ 驱; 注入压力; 非均质性; 气窜

Laboratory study of CO₂ channeling characteristics in ultra-low-permeability oil reservoirs

WEI Qi^{1,2,3}, HOU Jirui^{1,2,3}, HAO Hongda^{1,2,3}, SONG Zhaojie^{1,2,3}

1 Enhanced Oil Recovery Institute, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China

2 Basic Theory Laboratory of Enhanced Oil Recovery in Low Permeability Oilfields, Key Laboratory of Tertiary Oil Recovery, PetroChina, Beijing 102249, China

3 The Ministry of Education Key Laboratory of Petroleum Engineering, Beijing 102249, China.

Abstract The production and gas channeling characteristics of CO₂ flooding in ultra-low-permeability reservoirs was examined in detail through laboratory experiments under formation pressure and temperature. The factors influencing injection pressure and reservoir heterogeneity with CO₂ channeling characteristics were also systematically studied. The results showed that the CO₂ flooding process in ultra-low-permeability reservoirs can be divided into three stages: (1) a gas-free stage, (2) a gas breakthrough stage and (3) a gas channeling stage. Among them, the oil recovery of the gas breakthrough stage contributed greatly to the total recovery, which is the key stage for improving oil recovery in ultra-low-permeability layers. The injection pressure of CO₂ and the reservoir heterogeneity can affect the development of the gas-free stage, gas breakthrough stage and gas channeling stage to different degrees. Thus, maintaining the formation pressure, improving the heterogeneity of the reservoir and inhibiting the gas channeling to prolong the gas breakthrough stage during CO₂ flooding are effective ways to improve the development efficiency of CO₂ flooding in ultra-low-permeability layers.

引用格式: 韦琦, 侯吉瑞, 郝宏达, 宋兆杰. 特低渗油藏 CO₂ 驱气窜规律研究. 石油科学通报, 2019, 02: 145-153

WEI Qi, HOU Jirui, HAO Hongda, SONG Zhaojie. Laboratory study of CO₂ channeling characteristics in ultra-low-permeability oil reservoirs. Petroleum Science Bulletin, 2019, 02: 145-153. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2019.02.013

Keywords ultra-low-permeability reservoir; CO₂ flooding; injection pressure; heterogeneity; gas channeling

doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2019.02.013

CO₂ 驱油在低渗/特低渗油藏开发中具有明显优势,已经广泛应用于国内外许多油田^[1-3]。但是由于重力超覆、黏性指进等问题,导致CO₂的窜逸问题十分严重^[4]。并且,随着储层非均质性的增大,气体容易沿着高渗透层突进,CO₂驱油效果明显降低^[5-7]。因此,正确认识CO₂气窜规律,对改善特低渗油藏CO₂驱油效果具有重要指导意义。

国内外学者对CO₂气窜问题已进行了大量的研究,但目前尚未形成统一认识^[8-13]。专家普遍认为,CO₂的注入压力以及储层的非均质性对气窜规律的影响十分显著。当温度超过31℃,压力超过7.382 MPa时,CO₂将由气态达到超临界状态,黏度接近于气体,密度接近于液体,同时具有很强的萃取以及溶解能力;进一步增大压力,CO₂和原油将会达到混相状态。增大注入压力有利于驱出地层原油,同时也将在一定程度上影响CO₂的气窜规律^[14]。当储层的非均质性十分严重时,CO₂沿着高渗透层突进,特别是当裂缝存在时,CO₂极易沿着裂缝形成气窜通道,大大降低了波及效率,导致大量的CO₂气体在地层中形成无效循环,影响最终采收率。

目前室内CO₂驱油实验大多采用细管实验或者岩心驱替实验。细管实验中CO₂能够与原油充分接触,未考虑波及,更加理想化^[15]。而岩心驱替实验既考虑了波及情况,又考虑了岩心的润湿性、孔径分布以及渗透率等等相关物性,更加接近矿场的实际条件。为了进一步研究特低渗油藏CO₂驱的气窜规律,本文借助室内岩心驱替实验,分析了在储层温度和压力下特低渗油藏CO₂驱替过程中的生产动态特征与气窜规律,研究了CO₂注入压力和储层非均质性对特低渗油藏CO₂驱气窜规律的影响。

1 实验部分

1.1 实验目的

为了研究特低渗油藏CO₂驱的气窜规律,笔者模拟长庆姬塬油田黄3区块的矿场实际条件,在室内建立了与目标区块油藏储层渗透率/孔隙结构相近的人造岩心。借助室内岩心驱替实验,分析了储层温度和压力下特低渗油藏CO₂驱替过程中的生产特征及气窜

规律。在油藏温度下,改变CO₂的注入压力(5 MPa、10 MPa、15 MPa、20 MPa、25 MPa)和非均质条件(岩心渗透率级差5、10、15、20,以及裂缝性岩心模型),分析生产气油比、不同采油阶段采出程度、注入量等参数,研究注入压力以及非均质性对特低渗油藏CO₂驱气窜规律的影响。

1.2 实验条件及材料

实验设备:KDHW-II型自控恒温箱、Isco泵、岩心夹持器(适用岩心规格30 cm×4.5 cm×4.5 cm)、活塞中间容器、回压阀、D07-11C型气体流量计、CS200型气体流量计、压差变送器及数据采集系统、气液分离装置、液体收集装置、管线若干。实验流程图如图1所示。

实验岩心:实验用岩心包括不同渗透率级差(5、10、15、20)的人造非均质方岩心,以及裂缝性岩心模型。人造岩心采用与储层相近的矿物成分混合压制而成。岩心规格均为4.5 cm×4.5 cm×30 cm,实验用岩心矿物组成见表1,实验用岩心基础参数见表2。

实验用气:高纯CO₂,纯度为99.99%。

实验用水:模拟长庆油田黄3区块地层水,地层水矿化度为61 240 mg/L,水型为CaCl₂型,地层水矿物组成见表3。

实验用油:长庆黄3区块地层原油,地层温度86.2℃下原油黏度为2.16 mPa·s,密度为0.768 g/cm³,地层温度下实验用油相关性性质见表4。

1.3 实验步骤

(1) 特低渗油藏CO₂驱替实验

① 制作与长庆姬塬油田黄3区块储层孔隙度、渗透率相近的人造岩心,烘干,测量长宽高,计算视体积;

② 将岩心放入岩心夹持器中,加环压,抽真空约4 h;

③ 饱和地层水,测定孔隙体积、孔隙度;

④ 按图1所示连接好设备,设定实验温度为85℃,恒温12 h以上,水测渗透率;

⑤ 变流速饱和油,待出口端恒定出油之后,饱和油结束,计算饱和油体积,并老化24 h;

⑥ 设定出口端回压15 MPa(与黄3区块目前地层

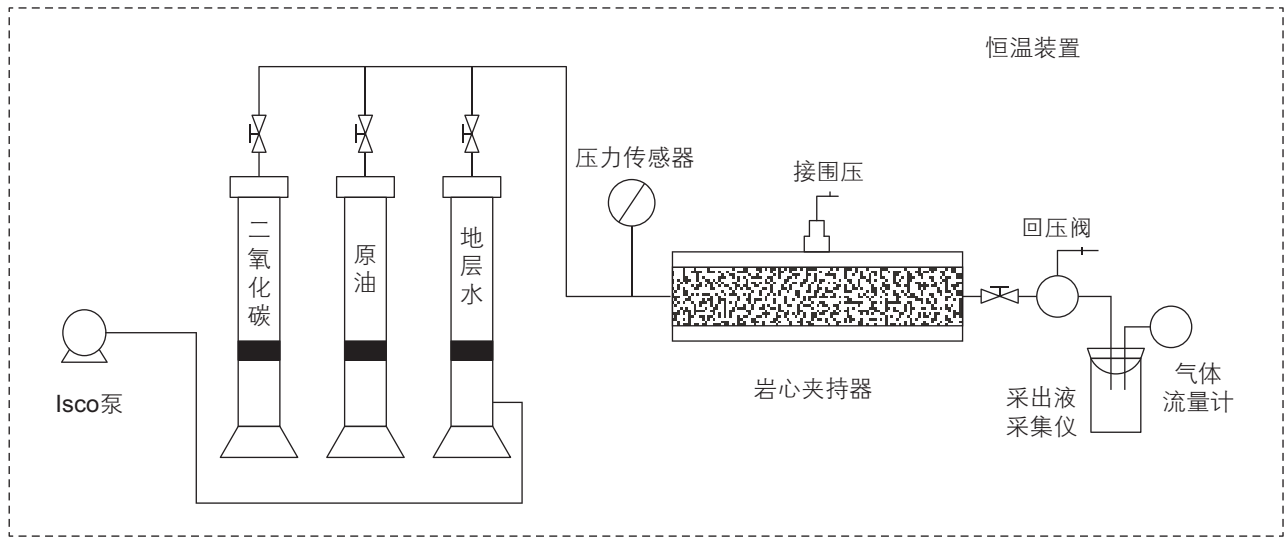


图 1 实验流程图

Fig. 1 Experimental flow chart

表 1 实验用岩心矿物组成

Table 1 The mineral composition of core

碎屑含量				填隙物含量			
石英类 /%	长石类 /%	岩屑 /%	总量 /%	高岭石 /%	绿泥石 /%	方解石 /%	小计
38	/	32	70	2	/	18	20

表 2 实验用岩心基础数据

Table 2 The datas of experimental cores

岩心类型	岩心编号	气测渗透率 / 10 ⁻³ μm ²	渗透率级差	孔隙体积 / cm ³	孔隙度 / %	含油饱和度 / %
均质岩心	CQJZ-1			89	14.65	53.93
	CQJZ-2			90	14.81	51.11
	CQJZ-3	5	1	96	15.80	51.00
	CQJZ-4			92	15.14	54.35
	CQJZ-5			92	15.14	45.65
非均质岩心	CQFJZ-5	5/25	5	98	16.13	48.98
	CQFJZ-10	5/50	10	130	21.40	42.31
	CQFJZ-15	5/75	15	135	22.22	44.44
	CQFJZ-20	25/500	20	128	21.07	35.94
	CQLF	裂缝渗透率 / 5	-	148	24.63	57.63

表 3 地层水矿物组成

Table 3 Ionic compositions of formation water

离子组成 / (mg/L)						总矿化度 / (mg/L)	水型
Na ⁺ / K ⁺	Ca ²⁺ / Mg ²⁺	Sr ²⁺ / Ba ²⁺	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻		
28 745	1507	5077	49 499	/	129	84 980	CaCl ₂

压力相近), 恒速 1 mL/min(模拟地下条件)注入 CO₂, 直至出口端生产气油比 >4000 m³/m³ 时为止, 记录注入压力、出口端液体与产气量等实验数据;

⑦ 绘制特低渗油藏 CO₂ 驱典型生产特征曲线, 包括气驱采收率和生产气油比与注入体积的关系曲线。

(2) CO₂ 注入压力对气窜规律影响实验

① 选取满足渗透率要求的均质岩心, 烘干, 测量长宽高, 计算视体积;

②~⑤同上;

⑥ 分别设定出口端回压 5 MPa、10 MPa、15 MPa、20 MPa、25 MPa, 恒速 1 mL/min(模拟地层条件)注入 CO₂, 直至出口端生产气油比 >4000 m³/m³ 时为止, 记录注入压力、出口端产液量与产气量等实验数据, 计算气驱采收率。

(3) 非均质性对气窜规律影响实验

① 选取不同渗透率级差(5、10、15、20)的人造非均质方岩心和裂缝性岩心, 烘干, 测量长宽高, 计算视体积;

②~⑤同上;

⑥ 设定出口端回压 15 MPa, 恒速 1 mL/min(模拟地下条件)注入 CO₂, 直至出口端生产气油比 >4000 m³/m³

时为止, 记录注入压力、出口端产液量与产气量等实验数据, 计算气驱采收率。

2 特低渗油藏 CO₂ 驱生产动态特征

为研究特低渗油藏 CO₂ 驱的气窜规律, 选取了与长庆姬塬油田黄 3 区块储层孔隙度、渗透率相近的人造岩心 CQJZ-3, 在油藏温度 85 °C 和地层压力 15 MPa 下, 开展了注 CO₂ 驱替实验, 生产动态曲线如图 2 所示。当 CO₂ 的总注入量为 1.51 PV 时生产气油比达到 4825 m³/m³, CO₂ 驱最终采收率达到 65.61%,

根据 CO₂ 驱替过程中的生产动态特征, 可将驱替过程分为 3 个阶段: 无气采油阶段、见气阶段以及气窜阶段(如图 2 所示)。① 在无气采油阶段, 单相原油以段塞的形式产出。② 当出口端有溶解气产出时, CO₂ 驱进入见气阶段。在此阶段, 原油为连续相, 气体为分散相。在见气阶段, 气驱的采出程度迅速增大, 大量原油采出, 为 CO₂ 驱提高采收率的关键阶段。③ 出口端大量见气时, CO₂ 驱进入气窜阶段。在此阶段大量气体携带少量原油产出, 气为连续相, 出口端的原油以喷射状产出。气窜阶段又可细分为气窜形成阶

表 4 实验用油物理性质

Table 3 Physical properties of oil

地层温度 / °C	饱和压力 / MPa	压缩系数 / 10 ⁻⁴ MPa ⁻¹	地层原油黏度 / (mPa·s)	气油比 / (m ³ /t)	体积系数	收缩率 / %	地层原油密度 / (g/cm ³)
86.2	7.22	12.8	2.16	66.5	1.20	16.9	0.768

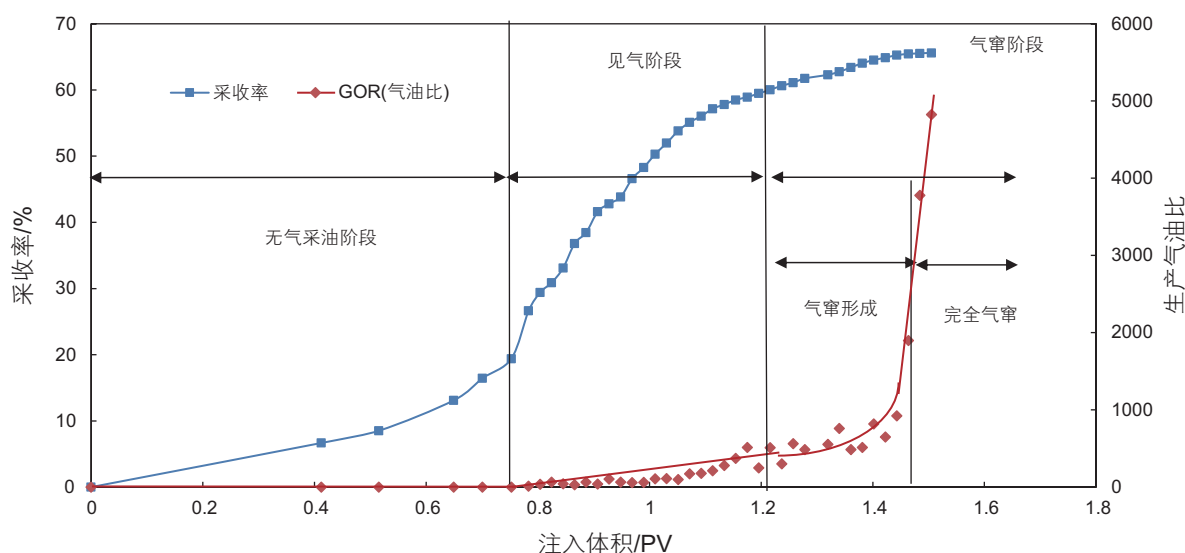


图 2 15 MPa 注入压力下 CO₂ 驱生产动态曲线

Fig. 2 Dynamic simulation of CO₂ flooding at 15 MPa injection pressure

段和完全气窜阶段。在气窜形成阶段，气窜通道逐渐形成并扩大，生产气油比变化幅度较大且不规则，气驱的采出程度增幅变缓。随着气体继续注入，岩心内 CO₂ 的气窜通道已经形成，生产气油比迅速增大，CO₂ 驱进入完全气窜阶段，此时气驱采出程度几乎不再增大。

在不同注入压力和非均质条件下开展注 CO₂ 驱替实验，均表现出如图 2 所示的驱替特征，但是 CO₂ 注气压力与非均质条件的改变，均会对 CO₂ 驱的生产动态特征曲线造成不同程度的影响。

3 注入压力对 CO₂ 气窜规律的影响

如前文所述，当 CO₂ 的注入压力发生变化时，地层内 CO₂ 的相态将发生变化，从低压的气态到超临界状态到最终的混相状态，注入压力的改变不仅影响注 CO₂ 驱的开发效果，也势必会影响 CO₂ 驱的气窜规律。

本部分选取与长庆姬塬油田黄 3 区块储层孔隙

度、渗透率相近的人造岩心，开展了不同注入压力下注 CO₂ 岩心驱替实验，实验结果如表 5 及图 3 所示。CO₂ 驱采收率随着注入压力的增大而增大。随着注入压力增大，CO₂ 由气态转变到超临界状态，CO₂ 驱也由最初的非混相驱变为近混相驱，最终转变为混相驱。当注入压力达到 25 MPa 时，注入的 CO₂ 与地层原油实现动态混相，最终采出程度可达到 88.81%。

图 3 是 CO₂ 驱总采收率及各阶段采出程度随注气压力的变化关系曲线。总体来讲，CO₂ 驱总采收率随注入压力的升高而增大，但各个阶段的采出程度却有所差异。随着注入压力增大，无气阶段采出程度增幅不大。这是因为无气阶段的采收率主要是由岩心的基本物性决定，对于储层物性相似的特低渗油藏，油气相渗流曲线中的纯油流动区域大致相近，注入压力的增大只是在一定程度上减缓了注入气体的黏性指进，使得驱替前缘或混相带前缘推进更加均匀。相对来讲，CO₂ 注入压力增大，会在更大程度上改变油气两相共渗区，宏观上表现为见气阶段和气窜阶段的采出程度

表 5 CO₂ 注入压力对气窜规律影响实验结果

Table 5 Effect of CO₂ injection pressure on gas channeling

岩心 编号	注入 压力/MPa	采出程度/%			总采收率 /%	注入量/PV			总注入量/ PV
		无气采油 阶段	见气 阶段	气窜 阶段		无气采油 阶段	见气 阶段	气窜 阶段	
CQJZ-1	5	18.13	9.58	1.14	28.85	0.75	0.24	0.11	1.10
CQJZ-2	10	18.93	25.18	2.26	53.89	0.75	0.35	0.15	1.25
CQJZ-3	15	19.41	40.63	5.57	65.61	0.75	0.47	0.29	1.51
CQJZ-4	20	25.40	48.80	10.40	84.60	0.76	1.00	0.75	2.51
CQJZ-5	25	26.47	51.20	11.25	88.81	0.77	1.10	0.82	2.69

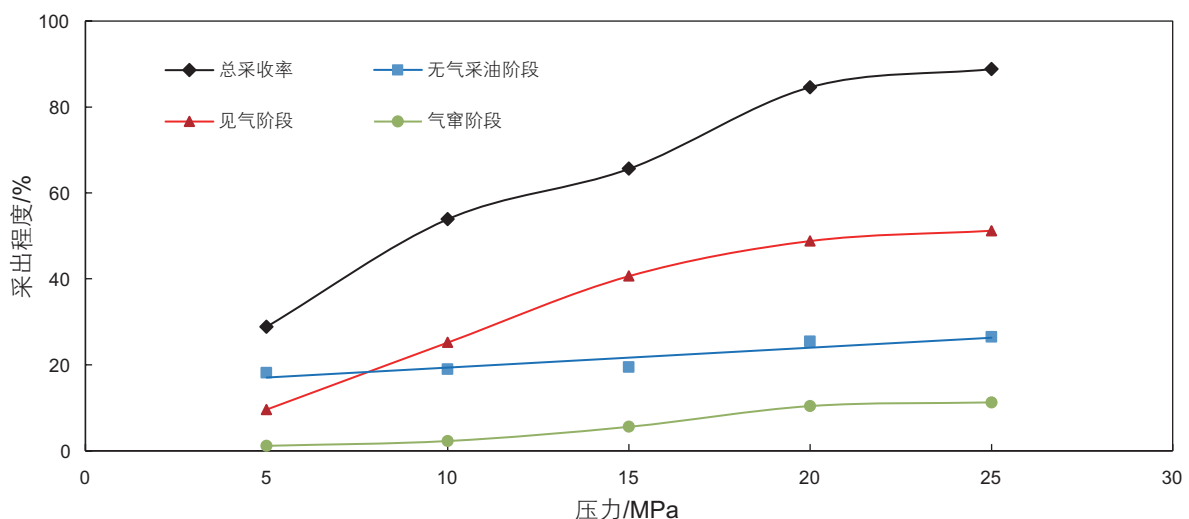


图 3 CO₂ 驱总采收率及各阶段采出程度随注入压力关系曲线

Fig. 3 The recovery of CO₂ flooding at each stage flooding with the injection pressure curve

大幅度增加。当CO₂由气相转变为超临界状态时,溶解和扩散能力大幅增强,萃取和抽提轻烃的能力也明显提高,因此见气阶段采出程度大幅度增加。当注入压力超过20 MPa时,CO₂与原油的混相作用可大幅度提高原油采收率,因此在气窜形成阶段仍可采出一定量的原油。

图4为CO₂总注入量随注入压力变化柱状图。如图所示,CO₂的总注入量随着注入压力增大而增加,且随着注入压力增大,见气阶段和气窜阶段不断扩大。随着注入压力增大,地层内CO₂的相态一直在变化,从最开始的气态到超临界状态,最终达到混相状态,CO₂的密度也随之升高,单位体积CO₂的注入量也就随之增加;同时CO₂在原油中的溶解度也随着注入压力的增大而增大,这也进一步增大了CO₂的注入量。当CO₂驱为非混相驱替(注入压力5 MPa、10 MPa)时,气窜通道迅速形成,气体突破及窜逸速度较快;当为近混相或混相驱替(15 MPa、20 MPa、25 MPa)时,气窜通道形成较慢,CO₂驱仍可在气窜形成阶段采出一定量原油。因此,保持地层压力,尽可能实现CO₂的近混相驱或混相驱,可在一定程度上延缓CO₂气窜,改善特低渗油藏CO₂驱的开发效果。

4 非均质性对CO₂气窜规律的影响

与CO₂注入压力的影响类似,储层非均质性在影响CO₂驱开发效果的同时,也会影响特低渗油藏CO₂驱的气窜规律。为了研究储层非均质性对气窜规律的影响,选取均质岩心、不同渗透率级差(5、10、15、20)的层内非均质岩心以及裂缝性岩心,开展了油藏

温度和压力条件(85℃、15 MPa)下注CO₂岩心驱替实验,实验结果如表6及图5所示。

驱替实验结果与前人的相关研究结论基本一致^[18-19],即随着渗透率级差的增大,岩心非均质性增强,CO₂驱总采收率明显降低。均质岩心的采收率明显高于非均质岩心以及裂缝性岩心,且随着储层非均质性的增强,CO₂的总注入量以及各驱替阶段分注入量明显减少,出口端见气时间和完全气窜时间越来越早,注入气体沿高渗通道以及裂缝发生窜逸的现象越发严重。

CO₂驱替过程中各阶段采出程度与渗透率级差关系曲线如图5所示,随着渗透率级差的增大,岩心非均质性不断增强。一方面,特低渗油藏CO₂驱无气阶段的采出程度随着储层非均质性的增加而降低,但降低的幅度很小。无气采油阶段采出程度主要受到储层基本物性影响,特低渗透非均质油藏的纯油流动区域大致相近,因此无气采油阶段采出程度降幅较小;对于裂缝性油藏,无气采油阶段采出程度主要由裂缝中的原油所贡献。另一方面,岩心非均质性对见气阶段与气窜阶段采出程度影响较大。与均质岩心相比,渗透率级差为5时非均质岩心见气阶段的采出程度明显下降。CO₂沿着高渗层突进,注入气体无法有效波及低渗储层。随着渗透率级差进一步增大,层内矛盾加重,CO₂沿高渗层或裂缝突进及窜逸的现象愈发显著。由此可见,储层非均质性主要影响特低渗油藏CO₂驱见气阶段和气窜阶段的开发效果。如何有效改善储层非均质性,抑制注入气体沿高渗层或裂缝窜逸,提高见气阶段及气窜阶段的采出程度,是改善特低渗油藏CO₂驱开发效果的关键点。

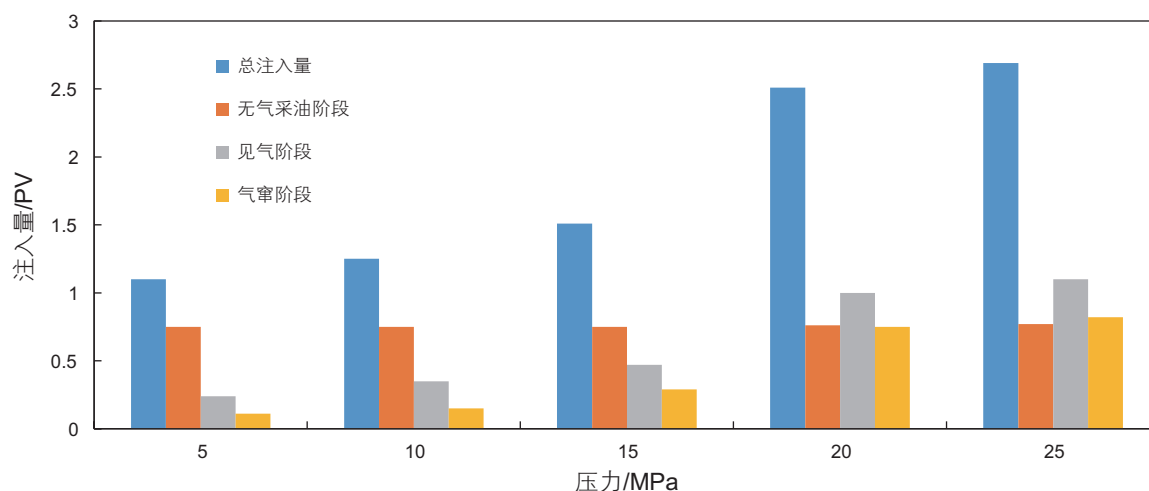


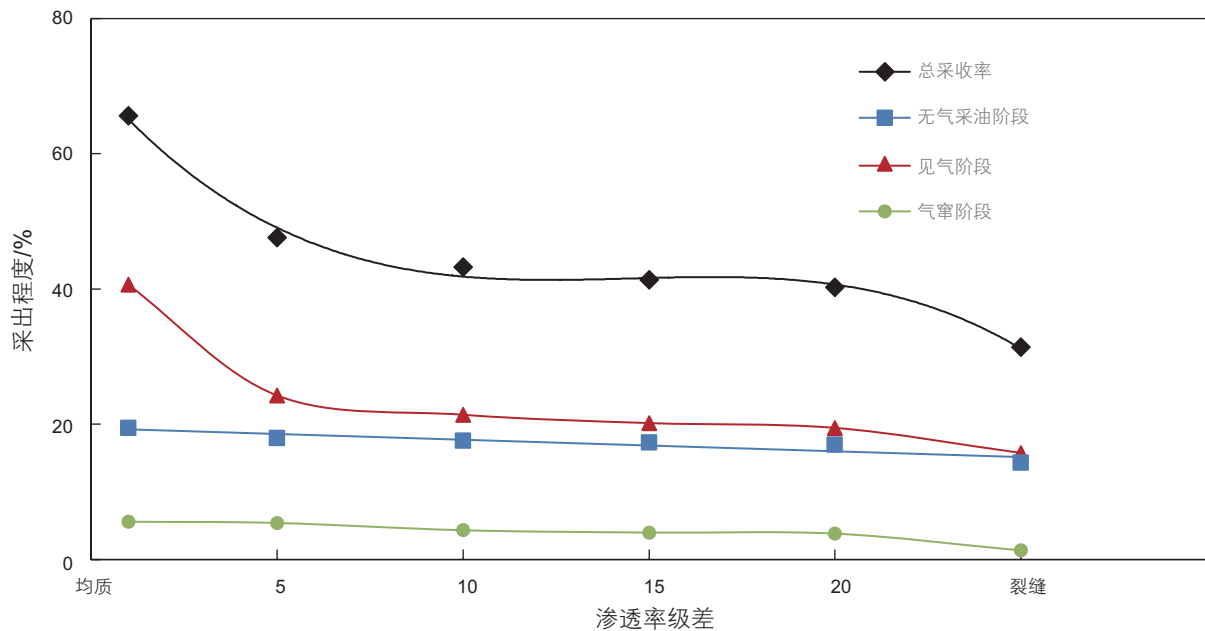
图4 特低渗油藏CO₂驱注入量随注入压力变化柱状图

Fig. 4 The injection volume with the injection pressure change column

表 6 非均质性对 CO₂ 气窜规律影响实验结果

Table 6 Effect of heterogeneity on gas channeling

岩心 编号	渗透率级差	采出程度/%			总采收率 /%	注入量/PV			总注入量/ PV
		无气采油 阶段	见气 阶段	气窜 阶段		无气采油 阶段	见气 阶段	气窜 阶段	
CQJZ-3	1(均质)	19.41	40.63	5.57	65.61	0.75	0.47	0.29	1.51
CQFJZ-5	5	17.95	24.25	5.39	47.59	0.54	0.49	0.39	1.42
CQFJZ-10	10	17.56	21.39	4.31	43.26	0.45	0.39	0.34	1.18
CQFJZ-15	15	17.25	20.16	3.97	41.38	0.41	0.36	0.28	1.05
CQFJZ-20	20	16.96	19.45	3.81	40.22	0.39	0.27	0.24	0.9
CQLF	-(裂缝性岩心)	14.31	15.74	1.32	31.37	0.25	0.2	0.15	0.6

图 5 CO₂ 驱总采收率与各阶段采出程度随渗透率级差变化关系曲线Fig. 5 The recovery of CO₂ flooding at each stage flooding with the permeability ratio curve

文献调研发现,矿场的实际生产动态资料与本文室内实验结果一致,腰英台油田生产实践表明,油井见气并不可怕,大部分增油量都是在见气后采出的^[22]。

5 结论

借助室内岩心驱替实验,分析了在油藏温度和压力条件下特低渗油藏 CO₂ 驱替过程中的生产特征及气窜规律,研究了注入压力和储层非均质性对气窜规律的影响,主要得出以下结论:

(1)特低渗油藏注 CO₂ 驱替过程可细分为无气采油阶段、见气阶段以及气窜阶段。见气阶段的产油量对 CO₂ 驱总采收率贡献巨大,是提高原油采收率的关键

阶段。

(2)随着 CO₂ 注入压力增大,无气采油阶段、见气阶段以及气窜阶段的采出程度逐渐增大。注入压力对见气阶段采出程度的影响尤其显著。当注入气体与地层原油实现近混相或混相驱替时,在气窜形成阶段仍可采出一定量的原油。

(3)随着储层非均质性增强,CO₂ 驱无气采油阶段、见气阶段以及气窜阶段的采出程度逐渐降低,且见气阶段采出程度受储层非均质性的影响较大。随着储层非均质性加剧,CO₂ 沿高渗层或裂缝的突进及窜逸现象愈发显著。

(4)尽可能保持地层压力,改善储层非均质性,抑制注入气体窜逸,延长 CO₂ 驱的见气阶段,可以提高见气阶段的采出程度,是改善特低渗油藏 CO₂ 驱开发

效果的有效途径。

参考文献

- [1] WANG X Q, LUO P, ER V, et al. Assessment of CO₂ flooding potential for Bakken Formation, Saskatchewan[J]. In: Canadian Unconventional Resources and International Petroleum Conference, 2010.
- [2] ODI U, GUPTA A. Optimization and design of carbon dioxide flooding[J]. In: Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, 2010.
- [3] CHEN S, LI H, YANG D. Optimization of production performance in a CO₂ flooding reservoir under uncertainty[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2010, 49(2): 71–78.
- [4] 李东霞, 苏玉亮, 高海涛, 等. 二氧化碳非混相驱油粘性指进表征方法及影响因素[J]. 油气地质与采收率, 2010, 17(3): 63–66. [LI D X, SU Y L, GAO H T, et al. Characterization and controlling factors analysis on viscosity fingering during CO₂ immiscible drive. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2010, 17(3): 63–66.]
- [5] 杨红, 余华贵, 江绍静, 等. 非均质性气窜对 CO₂ 驱油影响量化实验研究[J]. 石油化工高等学校学报, 2015, 28(5): 55–59. [YANG H, YU H G, JIANG S J, et al. Quantitative study of the Influence of heterogeneity gas channeling CO₂ Flooding[J]. Journal of Petrochemical Universities, 2015, 28(5): 55–59.]
- [6] 杨大庆, 尚庆华, 江绍静, 等. 渗透率对低渗油藏 CO₂ 驱气窜的影响规律研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2014, 36(4): 137–141. [YANG D Q, SHANG Q H, JIANG S J, et al. A study about influence law of permeability on gas channeling of CO₂ flooding under low permeability reservoirs[J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition, 2014, 36(4): 137–141.]
- [7] 张景, 韩进, 丁洋海, 等. 油藏非均质性对 CO₂ 驱效果影响研究[J]. 辽宁化工, 2010, 39(12): 1282–1284. [ZHANG J, HAN J, DING H Y, et al. Effect of reservoir heterogeneity on CO₂ flooding efficiency[J]. Liaoning Chemical Industry, 2010, 39(12): 1282–1284.]
- [8] WANG R, LV C Y, LUN Z M, et al. Study on gas channeling characteristics and suppression methods in CO₂ flooding for low permeability reservoirs[J]. In: SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, 2011.
- [9] 李绍杰. 低渗透滩坝砂油藏 CO₂ 近混相驱生产特征及气窜规律[J]. 大庆石油地质与开发, 2016, 35(2): 110–115. [LI S J. Performances and gas breakthrough law for CO₂ near-miscible flooding in the low-permeability bar and shoal oil reservoirs[J]. Petroleum Geology and Oilfield Development in Daqing, 2016, 35(2): 110–115.]
- [10] 乔妮. CO₂ 驱气窜影响因素及控制方法研究[D]. 中国石油大学(华东), 2014. [QIAO N. Research on gas channeling factors and control methods of CO₂ flooding[D]. China University of Petroleum (East China), 2014]
- [11] 鲍云波. CO₂ 气窜主控因素研究[J]. 科学技术与工程, 2013, 13(9): 2348–2351. [BAO Y B. The research on main controlling factors of CO₂ gas channeling[J]. Science Technology and Engineering, 2013, 13(9): 2348–2351.]
- [12] 彭松水. 胜利正理庄油田特低渗油藏 CO₂ 驱气窜规律研究[J]. 石油天然气学报, 2013, 35(3): 147–149. [PENG S S. Gas channeling rules of CO₂ flooding in extra-low permeability reservoirs in Zhenglizhuang Oil Field[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2013, 35(3): 147–149.]
- [13] 林杨, 刘杨, 胡雪, 等. CO₂ 在非均质多孔介质中的气窜与运移[J]. 石油化工高等学校学报, 2010, 23(2): 43–46. [LIN Y, LIU Y, HU X, et al. Gas channeling and migration of CO₂ in the non-homogeneous porous media[J]. Journal of Petrochemical Universities, 2010, 23(2): 43–46.]
- [14] 杨大庆, 江绍静, 尚庆华, 等. 注气压力对特低渗油藏 CO₂ 驱气窜的影响规律研究[J]. 钻采工艺, 2014, 37(4): 63–65. [YANG D Q, JIANG S J, SHANG Q H, et al. Research on influence law of gas injection pressure on CO₂ flooding gas channeling in low permeability reservoirs[J]. Drilling & Production Technology, 2014, 37(4): 63–65.]
- [15] 张硕. CO₂ 细管模型驱油效果研究[J]. 特种油气藏, 2010, 17(02): 95–97+104+125. [ZHANG S. Slim tube experiment of CO₂ flooding effect[J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2010, 17(02): 95–97+104+125.]
- [16] DUAN X G, HOU J R, ZHAO F L, et al. Determination and controlling of gas channel in CO₂ immiscible flooding[J]. Journal of the Energy Institute, 2015, 89(1): 12–20.
- [17] 侯吉瑞, 端详刚, 赵凤兰, 等. 一种判定气体窜逸时间的方法[P], CN104389566A. 2014. [HOU J R, DUAN X G, ZHAO F L, et al. A Determination method of gas channeling time[P]. 2015, 89(1): 12–20.]
- [18] ZHAO F L, HAO H D, HOU J R, et al. CO₂ mobility control and sweep efficiency improvement using starch gel or ethylenediamine in ultra-low permeability oil layers with different types of heterogeneity[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2015, 133, 52–65.
- [19] 郝宏达, 侯吉瑞, 赵凤兰, 等. 低渗透非均质油藏二氧化碳非混相驱窜逸控制实验[J]. 油气地质与采收率, 2016, 23(3): 95–100. [HAO H D, HOU J R, ZHAO F L, et al. Experiments of gas channeling control during CO₂ immiscible flooding in low permeability

- reservoirs with heterogeneity[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2016, 23 (3): 95–100.]
- [20] GHEDAN S G. Global laboratory experience of CO₂-EOR flooding[J]. In: *SPE/EAGE Reservoir Characterization and Simulation Conference*, 2009.
- [21] 高树生, 胡志明, 侯吉瑞, 等. 低渗透油藏二氧化碳驱油防窜实验研究[J]. *特种油气藏*, 2013, 20(6): 105–108. [GAO S S, HU Z M, HOU J R, et al. Experimental study on anti-channeling during CO₂ flooding for low permeability reservoirs[J]. *Special Oil and Gas Reservoirs*, 2013, 20(6): 105–108.]
- [22] 王建波, 高云丛, 王科战. 腰英台特低渗油藏 CO₂ 驱油井见气规律研究[J]. *断块油气田*, 2013, 20(1): 118–122. [WANG J B, GAO Y C, WANG K Z, et al. Law of gas breakthrough on CO₂ flooding well in ultra-lower permeability reservoir of Yao Yingtai Oilfield[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2013, 20(1): 118–122.]

(编辑 马桂霞)